

AperTO - Archivio Istituzionale Open Access dell'Università di Torino

I sistemi di accumulo dell'energia termica nel terreno: una perfetta sinergia tra solare e geotermico

This is the author's manuscript

Original Citation:

Availability:

This version is available <http://hdl.handle.net/2318/1559008> since 2016-03-31T12:23:17Z

Terms of use:

Open Access

Anyone can freely access the full text of works made available as "Open Access". Works made available under a Creative Commons license can be used according to the terms and conditions of said license. Use of all other works requires consent of the right holder (author or publisher) if not exempted from copyright protection by the applicable law.

(Article begins on next page)



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI TORINO

This is an author version of the contribution published on:

Questa è la versione dell'autore dell'opera:

[GEAM, 146, Patron Editore, 2015, 5-14]

The definitive version is available at:

La versione definitiva è disponibile alla URL:

[www.geam.org]

I sistemi di accumulo dell'energia termica nel terreno: una perfetta sinergia tra solare e geotermico

Giordano N.¹

¹ Dipartimento di Scienze della Terra – Università degli Studi di Torino

Riassunto

Lo stoccaggio stagionale di energia termica nel terreno è un'interessante applicazione per integrare sistemi di riscaldamento e raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria in edifici residenziali o commerciali. Diversi impianti sono stati messi a punto in nord-Europa e nord-America, dimostrandone l'affidabilità e la sostenibilità, con significativi risparmi energetici ed economici. Due aspetti fondamentali su cui porre l'attenzione sono la progettazione ed il monitoraggio dell'impianto stesso. Il concetto principale di un sistema di stoccaggio è quello di produrre energia termica ed accumularla in un determinato materiale, per cui è necessario minimizzare le perdite di calore dal mezzo di accumulo in modo da recuperarne successivamente una quota parte maggiore possibile. Si distinguono in particolare tre applicazioni: i sistemi a calore di reazione chimica, i sistemi a calore latente e quelli a calore sensibile. I primi sfruttano materiali termo-chimici, i secondi materiali a cambiamento di fase, gli ultimi materiali come acqua e terreno. Il presente articolo si propone di fare una panoramica sullo stato dell'arte dei sistemi di stoccaggio termico, con un focus sulle applicazioni che accoppiano pannelli solari e sonde geotermiche (ciclo chiuso) o pozzi per acqua (ciclo aperto). Tali sistemi possono garantire una notevole riduzione dei consumi energetici e sarebbe auspicabile che anche in Italia si iniziasse a percorrere questa strada con impianti dimostrativi e prime reali applicazioni.

Parole chiave: accumulo termico; calore sensibile; solare termico; geotermia a bassa entalpia

Abstract (Ground thermal energy storage systems: perfect coupling between solar and geothermics)

The seasonal storage of thermal energy in the ground is a useful application able to provide the H&C and DHW demand of commercial or residential buildings. Several examples in northern-America and northern-Europe demonstrated the reliability and convenience of these systems in terms of both energy and economic savings. The design and the monitoring activity of such systems are fundamental aspects to take under consideration. The main purpose of a storage system is to produce energy and collect it in a specific material. It is therefore necessary to reduce the heat losses in order to have as much energy as possible back in the winter season. Three different storage mechanisms can be described depending on the kind of heat: thermo-chemical, latent and sensible heat. The first is used with thermo-chemical materials, the second with phase change materials and the latter mainly with water and soils. The present paper aims at discussing the state of the art about thermal energy storage systems, focusing on sensible heat applications that couple solar collectors with closed-loop or open-loop ground heat exchangers. These systems can assure significant savings. A growth of demonstrative plants and real scale applications in Italy would be desirable. .

Key words: heat storage; sensible heat; solar thermal; shallow geothermal

Résumé (Stockage géologique de l'énergie thermique: une synergie parfaite entre le solaire e la géothermie)

Le stockage saisonnier de l'énergie thermique dans le sous-sol est une application très pratique pour les nécessités de chauffage-refroidissement des bâtiments commerciaux ou résidentiels et pour la production de l'eau chaude sanitaire. Plusieurs exemples dans l'Amérique du Nord et l'Europe septentrionale n'ont démontré la fiabilité et la durabilité, avec une réduction de consommation d'énergie et donc un gain économique. À cet égard, les activités de projet et surveillance sont deux aspects essentiels à prendre en considération. L'objectif principal d'un système de stockage est la production d'énergie et l'accumulation de la même dans un matériau spécifique. Par conséquent, il faut minimiser la perte de chaleur afin d'obtenir le maximum retour possible d'énergie en hiver. Trois différents mécanismes de stockage peut être identifié en fonction du type de chaleur traité: thermochimique, latente ou sensible. Les trois façons sont utilisés respectivement par des matériaux thermochimiques ou exploitant les changements de phase thermiques des matériaux ou avec l'implication du sous-sol et des eaux souterraines. Dans cet article, on décrit l'état de l'art sur les systèmes de stockage d'énergie thermique, en particulier sur les applications de la chaleur sensible avec capteurs solaires connectés à des échangeurs souterrains en circuit fermé ou ouvert. Ces systèmes peuvent assurer des économies significatives. Il serait souhaitable de commencer, aussi en Italie, la réalisation d'applications réelles.

Mots-clés: stockage d'énergie thermique, chaleur sensible, solaire thermique, géothermie a basse enthalpie

1. Introduzione

L'accumulo di energia è un concetto su cui si è molto dibattuto negli ultimi lustri, ma affonda le sue radici alla fine degli anni '70, quando la prima grande crisi petrolifera stimolò molti paesi industrializzati a pensare ad un nuovo modo di produrre energia. Il mondo delle fonti rinnovabili si è trasformato così da utopia negli anni del boom economico a concreta possibilità all'inizio del secolo che stiamo vivendo. Grazie alla rigorosa attività di numerosi ricercatori in tutto il mondo, sia in ambito accademico sia a livello professionale, è stato dimostrato che all'interno della nostra società, con cospicui ma non insormontabili adeguamenti, non solo sarebbe possibile l'integrazione di più Fonti di Energia Rinnovabile (FER), ma che il nostro pianeta ne trarrebbe un indubbio vantaggio. Non è da sottovalutare inoltre la significativa ricaduta di questo approccio rispetto alla riduzione di conflitti armati e tensioni geopolitiche, che sempre più spesso mascherano una sfida all'accaparramento delle risorse ambientali. Fonti rinnovabili come sole, vento e acqua (la prima FER ad essere sfruttata) sono state ampiamente studiate nel passato recente e meno recente e sono giunte ad un livello tecnologico e di sostenibilità economica tale da produrre circa il 24% di tutta l'energia consumata in Europa (il 23% in Italia - Rapporto Eurostat, 2014). Tuttavia l'idea di sfruttare le risorse rinnovabili è sempre stata accompagnata dal problema che molte di queste forniscono energia in periodi limitati dell'anno o del giorno, solitamente quando la domanda è minima. Per esempio, il sole ci fornisce un enorme quantitativo di energia, pari a circa $3,8 \times 10^{18}$ J, ma essa è intermittente a causa dell'alternarsi del giorno e della notte e del passare delle stagioni. I fabbisogni umani sono quindi temporalmente disallineati con la sorgente di energia e questo è il problema maggiore con cui ha dovuto confrontarsi lo sviluppo della tecnologia solare dalla sua nascita. Il picco della domanda avviene nella tarda sera quando l'energia solare non è più disponibile istantaneamente, mentre il picco di produzione si presenta quando il fabbisogno è minimo. L'ampio sviluppo dei pannelli fotovoltaici negli ultimi 5 anni in Italia ha decisamente modificato la curva giornaliera di produzione dell'energia, e conseguentemente abbassato il prezzo del kWh fino a portarlo ad oscillazioni di decine di €/MWh a distanza di 6 ore: il 14 Aprile del 2013, il prezzo in borsa dell'elettricità scese a 0 €/MWh alle ore 15, per poi impennarsi fino a 90 €/MWh a poche ore di distanza (GME, 2013). In relazione a ciò, il concetto dell'accumulo è diventato cruciale, sia in campo elettrico quanto in campo termico, per trovare soluzioni affidabili, efficienti e sostenibili economicamente.

Le applicazioni geotermiche a bassa entalpia, l'energia solare, la biomassa, il biogas (per citarne alcune) hanno le caratteristiche necessarie per guidarci nella transizione energetica resasi essenziale a causa dei problemi climatici, ambientali e geopolitici che si rivelano sempre meno gestibili. Le FER sono ampiamente disponibili e possono essere integrate insieme per soddisfare sia i fabbisogni residenziali (riscaldamento e raffrescamento, Acqua Calda Sanitaria - ACS), sia le necessità del tessuto imprenditoriale locale. Lo stoccaggio energetico giocherà pertanto un ruolo fondamentale nello sviluppo delle reti energetiche alimentate da risorse verdi, in modo da sopperire alla non-programmabilità delle sue fonti e garantire una produzione quanto più continua e stabile nel tempo. Solo con notevoli innovazioni in quest'ambito potremo progressivamente ridurre la nostra dipendenza dalle fonti fossili e mirare ad un 100% di produzione verde.

La risorsa geotermica ha avuto un ruolo importantissimo in Italia sin dai primi anni del XX secolo, con la prima dimostrazione della possibilità di produrre energia elettrica da vapore geotermico eseguita da Piero Ginori Conti a Larderello nel 1904 (Ginori Conti, 1936). L'Italia è infatti uno dei paesi leader europei nella generazione geotermoelettrica con una produzione attuale di circa 6,0 TWh/a (grazie soprattutto agli impianti toscani) e una previsione di 9,4 TWh/a al 2030 secondo lo scenario peggiore (Buonassorte et al., 2011). Per quanto riguarda la bassa entalpia (votata al condizionamento degli edifici e la produzione di ACS) al contrario, l'Italia risulta decisamente indietro rispetto a Svezia, Austria, Svizzera e Germania quanto a potenza installata (Rapporto Eurostat, 2014). Questi impianti possono essere integrati ad altre fonti energetiche rinnovabili e costituire medio-piccoli sistemi multi-sorgente per sopperire allo sbilanciamento tra disponibilità e fabbisogno tipico delle FER.

L'accumulo termico rappresenta un esempio di perfetta integrazione tra fonti. Come vedremo nel prosieguo dell'articolo, uno dei classici sistemi di *heat storage* prevede la produzione termica da fonte solare e l'accumulo di questa nel terreno tramite la tecnologia esistente per la messa a punto di impianti geotermici a bassa entalpia a ciclo aperto o chiuso (Casasso e Sethi, 2013). Lo stoccaggio termico di questo tipo ricade dunque nella categoria delle fonti geotermiche a bassa entalpia, ma in questo caso il terreno copre un doppio ruolo. Durante l'estate il sottosuolo viene utilizzato come mezzo per accumulare

l'energia termica prodotta; in inverno esso diventa sorgente in quanto deve fornire l'energia necessaria per soddisfare i fabbisogni dell'edificio.

In questo articolo si vuole fare una panoramica sullo stato dell'arte dei sistemi di accumulo stagionale di energia termica, con particolare riferimento a quelle applicazioni che coinvolgono il sottosuolo come volume di stoccaggio.

2. I sistemi di stoccaggio del calore

Quello che viene definito *heat storage* in terminologia scientifica comprende differenti tipi di produzione e accumulo di energia termica (**Figura 1**). I principali consistono nel produrre energia solare tramite i classici pannelli solari termici e accumularla in specifici materiali per uno stoccaggio a breve (essenzialmente diurno) o lungo termine (stagionale). I materiali per accumulare energia sono selezionati in base al "tipo" di calore che si intende sfruttare: l'energia termica può infatti essere accumulata sotto forma di calore (i) latente, (ii) di reazione chimica e assorbimento termo-chimico o (iii) sensibile (Cabeza, 2015). Il calore latente è la quota parte di energia termica che concorre al cambiamento di fase dei materiali ed è per questo che i materiali utilizzati da questo meccanismo di accumulo sono detti *Phase Change Materials* (PCM). Il calore di reazione (esotermiche ed endotermiche) e quello di assorbimento vengono sfruttati con materiali definiti *Thermo-Chemical Materials* (TCM). Infine il calore sensibile è quello che si accumula con l'aumento di temperatura dei materiali (senza indurre cambiamenti di fase), che per questo processo sono classicamente acqua, roccia o terreni, cemento e sali fusi.

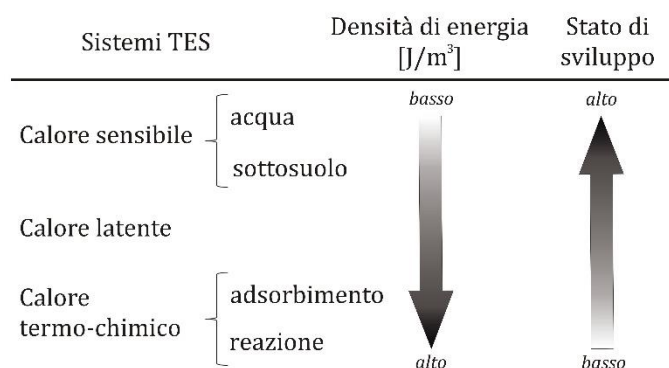


Figura 1 – Caratteristiche dei sistemi di stoccaggio di energia termica (modificato da N'Tsoukpoe, 2009).

Figure 1 – Characteristics of the known thermal energy storage mechanisms (modified from N'Tsoukpoe, 2009).

I primi due meccanismi (con PCM e TCM) costituiscono le ultime innovazioni tecnologiche nell'ambito dell'accumulo termico. I PCM sono solitamente incapsulati e applicati a muri, pavimenti, soffitti, vetri e scambiatori di calore per stoccaggi a breve termine in modo passivo (Pomianowski et al., 2013) o associati ad impianti di produzione solare per serre agricole (Xu et al., 2014). Tali materiali sono sfruttati per il cambiamento di fase solido-liquido; alcuni tra quelli utilizzati sono acqua, soluzioni saline, paraffine, sali idrati, nitrati, idrossidi e vengono selezionati in base alla temperatura e all'entalpia di fusione (Cabeza, 2015). I TCM sono comunemente ossidi e cloruri di metalli per il calore di reazione, zeoliti e gel di silice per il calore di assorbimento; sono stati messi a punto prototipi atti a dimostrarne il possibile utilizzo per accumulo a lungo termine applicato ad edifici (Xu et al., 2014) o per la produzione di energia elettrica da impianti solari ad accumulo termico ad alta temperatura (Gil et al., 2010). Il calore sensibile è invece il più avanzato dal punto di vista delle applicazioni ed è sfruttato da diversi decenni, in particolare per quanto riguarda l'acqua, che possiede una notevole capacità termica (4,2 MJ/m³/K), doppia rispetto a rocce e terreni.

Anche se i concetti termodinamici alla base dei tre meccanismi di accumulo sono differenti, Hadorn (2008) provò a metterli a confronto in base alla densità di energia e pertanto ai volumi necessari per stoccare un medesimo quantitativo di calore. La **Figura 2** riporta la quantità di materiale di cui si dovrebbe disporre per accumulare 10 GJ di energia termica (ipotizzando un ΔT di 70°C nei sistemi a calore sensibile). I materiali termo-chimici hanno una densità di energia di decine di GJ/m³ (Pinel et al., 2011) e ne sarebbero necessari pochi m³ per accumulare 10 GJ. I PCM presentano densità dell'ordine di 0,5 – 1,5 GJ/m³ (Cabeza, 2015) e, per il medesimo quantitativo di energia sarebbero necessari circa

20 m³. I mezzi classicamente utilizzati nei sistemi a calore sensibile possiedono le capacità termiche più basse in assoluto, con 4,2 MJ/m³/K per l'acqua, 2,2 MJ/m³/K per le rocce e 1,4 MJ/m³/K per i depositi sciolti insaturi. Questi valori garantiscono densità energetiche variabili da 0,1 a 0,3 GJ/m³, ipotizzando un ΔT di lavoro pari a 70°C.

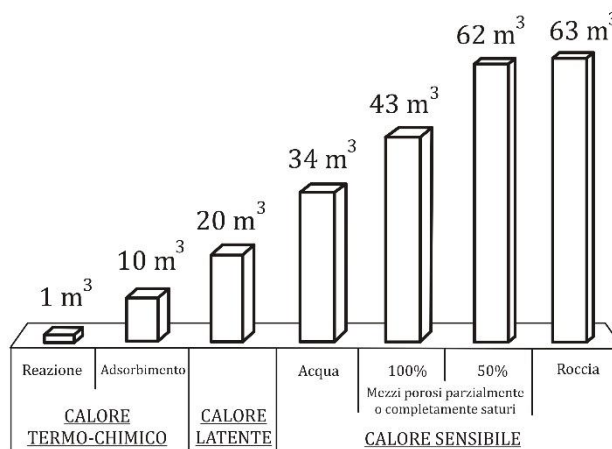


Figura 2 – Confronto tra meccanismi di stoccaggio: volumi di materiale necessario per accumulare 10 GJ di energia (modificato da Hadorn, 2008).

Figure 2 – Comparison of storage mechanisms: volumes needed to store 10 GJ thermal energy (modified from Hadorn, 2008).

In sintesi i volumi di terreno devono essere approssimativamente 60, 6 e 3 volte maggiori rispetto ai materiali utilizzati sfruttando il calore relativo a processi di reazione chimica, assorbimento termo-chimico e cambiamento di fase rispettivamente. Dal canto loro, i sistemi che utilizzano il calore sensibile coinvolgono materiali già presenti in natura e ampiamente disponibili e il loro sfruttamento (con alcuni accorgimenti tecnici) può inserirsi perfettamente nell'ambiente circostante. I PCM e i TCM sono all'avanguardia della ricerca scientifica nel campo dell'accumulo di energia termica e hanno certamente un futuro promettente (Xu et al., 2014); sono tuttavia generati in laboratorio con costi non trascurabili e presentano spesso caratteristiche di tossicità. Diversi PCM sono stati studiati finora, ma solo alcuni di loro successivamente commercializzati, a causa di problemi legati a separazioni di fase, corrosione, stabilità a lungo termine e bassa conducibilità termica che non sono ancora stati pienamente risolti. I punti di discussione dei TCM riguardano la selezione dei materiali e quindi delle reazioni reversibili adatte al tipo di sorgente utilizzata (Cabeza, 2015). In generale, Cabeza (2013) afferma che i sistemi a calore sensibile sono la miglior soluzione per l'accumulo stagionale; i PCM danno buoni risultati se applicati ad impianti con piccoli range di temperatura di lavoro (es. per minimizzare le oscillazioni di temperatura in camere frigorifere dovute a perdite di potenza (Gin et al., 2010)); i TCM sono la scelta ideale nell'ottica di applicazioni ad alta temperatura (es. solare a concentrazione per produzione elettrica).

Focalizzando la nostra trattazione allo stoccaggio di calore sensibile, i fattori principali che influenzano la scelta del volume di accumulo sono la differenza di temperatura indotta nel mezzo (ΔT) e la densità di energia del materiale, espressa come la quantità di energia accumulabile per unità di volume o di massa (J/m³ o J/kg), la quale dipende essenzialmente dalla capacità termica del materiale. L'energia accumulata in un materiale può così essere espressa in questo modo:

$$E = \text{densità} \times \text{capacità termica} \times \text{volume} \times \Delta T$$

I sistemi a calore sensibile sono stati ampiamente testati nelle ultime decadi del secolo scorso e ne è stata dimostrata la loro abilità a ridurre l'utilizzo di energia primaria. Queste applicazioni sono pertanto pronte ad essere utilizzate sia in campo residenziale e commerciale (la cui efficacia è stata diffusamente comprovata), sia in campo produttivo (piccole-medie aziende agricole, florovivaistiche, di allevamento, di trasformazione etc.), dove con qualche progetto dimostrativo si potrebbe verificarne l'attitudine ad inserirsi all'interno del bilancio energetico delle singole aziende (fabbisogni e surplus termici) e percorrere con più decisione la strada dell'indipendenza energetica e della sostenibilità ambientale delle stesse.

3. Utilizzare il sottosuolo come batteria

Le principali applicazioni che sfruttano il calore sensibile possono essere divise in differenti categorie a seconda del mezzo di stoccaggio: (i) acqua, (ii) *rock beds*, (iii) roccia o terreni. Si possono utilizzare anche materiali come calcestruzzi (Frattini et al., 2014) e sali fusi (Cabeza, 2015), ma ci limitiamo qui ad entrare nel dettaglio delle prime tre categorie.

L'acqua è sicuramente il mezzo più favorevole per l'accumulo di calore sensibile perché, come detto, ha una buona capacità termica e può essere pompata ed estratta facilmente, oltre a essere ampiamente disponibile. I primi sistemi messi a punto riguardano serbatoi artificiali (**Figura 3**) che possono essere interrati, per limitare la dissipazione del calore accumulato, oppure incorporati ad un edificio. Diversi impianti di questo tipo furono costruiti negli anni '80 e '90 in Svezia, Germania, Danimarca e Italia sia con finalità di accumulo a breve termine sia per stoccaggi di maggior durata per coprire lo sbilanciamento tra estate ed inverno. Il termine anglosassone per indicare tali applicazioni è solitamente *tank thermal energy storage* (TTES) (Ucar e Inalli, 2008). Un concetto importante in quest'ambito, ma che si ripropone anche nelle altre tipologie come vedremo, è quello della stratificazione (Chung, 2008). "Stratificare" il mezzo di stoccaggio significa creare delle porzioni più calde rispetto ad altre, in modo da poter attingere al volume sia per estrarre calore (porzioni calde) sia per caricare ulteriore energia termica al suo interno (porzioni fredde). È sicuramente più vantaggioso separare il volume in questo modo rispetto ad averlo tutto ad una temperatura omogenea. Come descritto in precedenza infatti, la differenza di temperatura è un fattore chiave, essendo direttamente proporzionale alla quantità di energia accumulata che può essere così estratta e utilizzata. Inoltre, più è bassa la temperatura del fluido che ritorna ai pannelli solari per essere nuovamente riscaldato, maggiore è l'efficienza del sistema perché le perdite di calore dei collettori per radiazione e convezione sono minimizzate. Per ottenere un serbatoio stratificato si utilizzano stratificatori, diaframmi o particolari accorgimenti nella forma del serbatoio e nella configurazione dei tubi di mandata e ritorno per favorire l'azione della forza gravitazionale sui gradienti di densità.

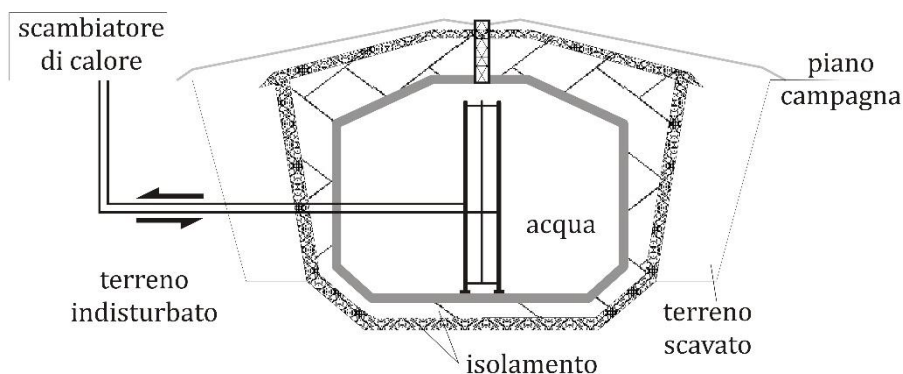


Figura 3 – Serbatoio interrato a supporto di impianto TTES (modificato da Schmidt et al., 2004).

Figure 3 – Diagram of buried tank for TTES (modified from Schmidt et al., 2004).

L'acqua viene anche sfruttata in sistemi più complessi (**Figura 4**) che prevedono di estrarre acqua ad una certa temperatura dal sottosuolo (solitamente 10-15°C, a seconda delle condizioni idrogeologiche locali), riscaldarla per mezzo dell'energia termica a disposizione e re-iniettarla nello stesso acquifero ad una temperatura maggiore (ΔT 5-10°C in base alla normativa e agli studi di impatto). Nella stagione invernale si può così estrarre acqua ad una T più elevata rispetto alle condizioni indisturbate e migliorare pertanto l'efficienza dei sistemi a pompa di calore. Per questi sistemi (detti *aquifer thermal energy storage* – ATES) sono sufficienti due pozzi posizionati correttamente in modo da non creare interferenza tra estrazione ed immissione e scongiurare un corto-circuito termico (Banks, 2009). L'efficienza è ottima come per i classici impianti a pompa di calore a ciclo aperto, ma la permeabilità dell'acquifero e soprattutto il gradiente idraulico sono fattori determinanti. Germania, Olanda e Turchia, pioniere in questo campo, possono infatti permettersi di sfruttare ampiamente i loro acquiferi che presentano gradienti idraulici trascurabili (Schmidt et al., 2004). Pensando all'Italia, tali impianti sono sconsigliabili negli acquiferi tipici della Pianura Padana centro-occidentale, dove alte permeabilità dei depositi ed elevati gradienti idraulici favorirebbero la migrazione a valle dell'accumulo termico generato, con perdita del lavoro fatto e danno ad utenze circostanti.

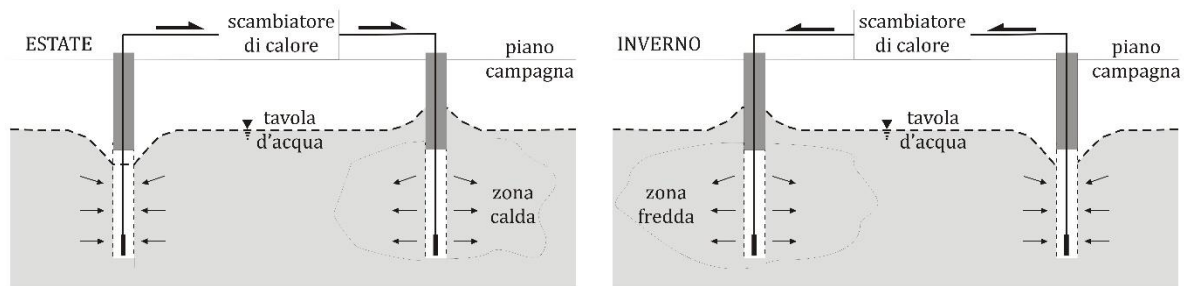


Figura 4 – Impianto ATES che sfrutta in modo diretto la falda freatica per accumulare e successivamente estrarre calore (modificato da Schmidt et al., 2004).

Figure 4 – Diagram of ATES system exploiting groundwater to store and extract thermal energy (modified from Schmidt et al., 2004).

Altre applicazioni che sfruttano l'acqua come mezzo di stoccaggio sono i *solar ponds* (Kamal, 1991), letteralmente stagni solari (**Figura 5**), o i *cavern thermal energy storage* (CTES) (Nordell, 2012). I primi consistono in laghi artificiali o naturali il cui fondo viene spesso coperto da teli neri per attirare maggiormente la luce solare. Sperimentati inizialmente in Israele negli anni '60, hanno in realtà avuto poche applicazioni successive. L'idea alla base prevede di sfruttare gradienti di densità che si creano in risposta a gradienti di salinità e fanno sì che l'acqua calda stazioni sul fondo del serbatoio a cielo aperto. In questo modo la dissipazione del calore verso l'atmosfera è impedita da un isolante superficiale di acqua più fredda. In questo caso risulta fondamentale un controllo costante della proliferazione algale a causa della scarsa ossigenazione e del limitato ricircolo. I CTES di contro sono sistemi che utilizzano serbatoi sotterranei, precedentemente sfruttati da industrie minerarie o petrolifere, per accumulare grandi quantitativi di acqua e sfruttarli in maniera analoga ai TTES. Diverse applicazioni di questa tipologia sono documentate in Svezia e Finlandia; a differenza degli altri impianti, il ΔT e le portate di estrazione/immissione possono essere notevolmente maggiori, ma lo svantaggio dei costi significativi iniziali sembra poter essere superato solo con impianti di ampie dimensioni.

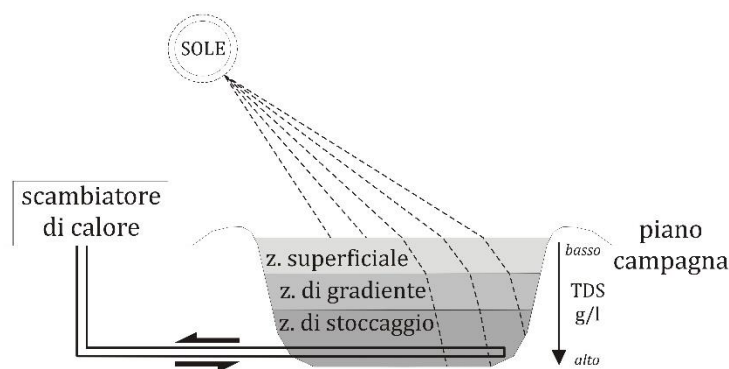


Figura 5 – Utilizzo di stagni artificiali o naturali per l'accumulo di energia solare (modificato da Pinel et al., 2011).

Figure 5 – Diagram of solar ponds for seasonal solar energy storage (modified from Pinel et al., 2011).

I *rock beds* (detti anche *water-gravel thermal energy storage* – WGTES) consistono in serbatoi artificiali riempiti di ghiaia o pezzi di cemento saturi di acqua o aria (**Figura 6**), le quali agiscono da fluido di trasporto del calore (Phillips, 1981). Se si utilizza aria, questa fa solo da mezzo trasportatore, se al contrario viene applicata l'acqua, essa contribuisce anche allo stoccaggio e il sistema viene detto ibrido attivo. Tali impianti possono garantire ΔT maggiori rispetto ai TTES ed è più facile garantirne la stratificazione e minimizzare la convezione interna. A svantaggio di questi sistemi, la struttura del serbatoio dev'essere più resistente (costi maggiori); inoltre, a parità di volume del serbatoio e di ΔT , l'energia stoccata è circa il 25% inferiore, ma è in ogni caso possibile sfruttare ΔT decisamente maggiori. Germania e Cina hanno messo in atto diverse applicazioni di questo tipo (Schmidt et al., 2004; Zhao et al., 2011).

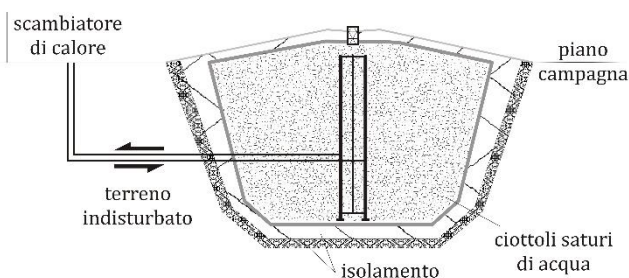


Figura 6 – Impianto WGTES con serbatoio interrato riempito di acqua e materiale sciolto (modificato da Xu et al., 2014).

Figure 6 – Diagram of buried tank with pebbles and water for WGTES (modified from Xu et al., 2014).

Rocce o sedimenti sciolti possono essere sfruttati in modo indiretto in sistemi a circuito chiuso che utilizzano sonde geotermiche di medio-basse profondità (30-50 m) collegate direttamente, o tramite uno stoccaggio intermedio, a pannelli solari che producono l'energia termica. L'uso delle sonde ha dato il nome a questi sistemi che vengono definiti *borehole thermal energy storage* (BTES) (Cabeza, 2015). Le sonde, in numero variabile da 30 a 50, sono solitamente disposte su un'area circolare e collegate in serie a blocchi di 5-6 (**Figura 7**). Quelle centrali agiscono da nucleo caldo e man mano che ci si sposta verso l'esterno la temperatura di ingresso (e quindi quella conseguente nel terreno/roccia) è progressivamente inferiore. Questa stratificazione è utile per gli stessi motivi già descritti a riguardo dei TTES e in più diminuisce il flusso termico dispersivo verso l'esterno. In pratica, diminuendo il gradiente termico, si crea uno schermo per proteggere il nucleo caldo direttamente con le sonde che fanno parte del sistema. È importante applicare strati isolanti in superficie per diminuire la dissipazione verso l'atmosfera e, sebbene complicato dal punto di vista operativo, si potrebbe pensare di adottare isolamenti a lato dell'intero volume di stoccaggio. Tali sistemi possono anche essere costruiti a disposizione orizzontale, con le sonde sistemate orizzontalmente a partire da un condotto centrale (**Figura 8**). Un vantaggio dei BTES consiste nella diffusa disponibilità di terreni o rocce nei quali tale tecnologia è implementabile, anche se la densità di energia si attesta ai livelli più bassi di tutti i sistemi presentati, pari a 15-30 kWh/m³ contro i 30-50 dei WGTES e i 60-80 dei TTES.

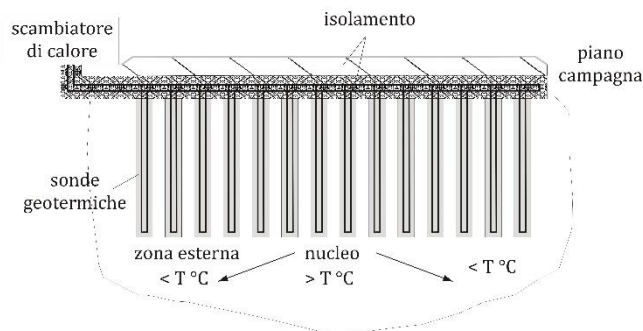


Figura 7 – Impianto BTES con sviluppo verticale. La parte centrale del volume presenta temperature maggiori rispetto all'esterno.

Figure 7 – Diagram of vertical BTES. The core presents temperature higher than portions in the annular zone.

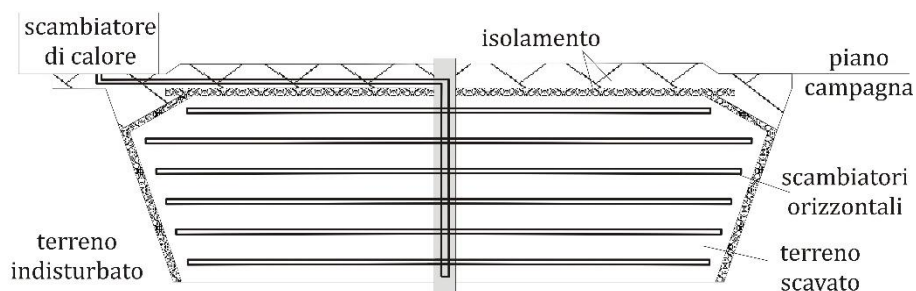


Figura 8 – Impianto BTES con sviluppo orizzontale (modificato da Pinel et al., 2011).

Figure 8 – Diagram of horizontal BTES (modified from Pinel et al., 2011).

La Svezia fu il paese leader nello stoccaggio di calore sensibile a partire dagli anni '80. La limitata produzione solare dovuta alle alte latitudini l'ha spinta a trovare soluzioni efficaci per l'accumulo, così numerosi impianti sperimentali e dimostrativi furono costruiti in quegli anni. Principalmente si concentrarono su serbatoi artificiali o naturali di acqua di medio-grandi dimensioni (Ingelstad, Lyckebo, Lambohov), ma non disdegnarono nemmeno la sperimentazione su *rock beds* e stoccaggio in roccia (Store Skuggan, Södertuna, Lulea, Danderyd) (Dalenbäck, 2012; Nordell, 2012). Nei primi anni '90 il Canada prese la leadership della tecnologia con la messa a punto di numerosi impianti ATES (Sussex, Carleton, Saskatoon) non per accumulare energia solare, ma per sfruttare il surplus di calore prodotto dagli edifici nella stagione estiva ed utilizzarlo in inverno per il riscaldamento degli stessi (Pinel et al., 2011). La Germania iniziò la sperimentazione nel 1996 con una serie di dieci impianti di energia solare a larga scala usando serbatoi d'acqua (Amburgo, Friedrichshafen, Hannover, Monaco), acquiferi (Rostock, Berlino, Rastatt) e terreni o roccia (Neckarsulm, Attenkirchen, Crailsheim) per lo stoccaggio termico (Fisch et al., 1998; Schmidt et al., 2004, Xu et al., 2014). Anche l'Olanda, tra fine anni '90 e inizio del nuovo millennio, partì con la progettazione e la costruzione di molti impianti a ciclo aperto (Hilversum, Duiven, Eindhoven, Amersfoort), sfruttando le caratteristiche dei suoi abbondanti acquiferi con bassi gradienti idraulici, avvantaggiandosi del fatto che la velocità di propagazione dell'acqua sotterranea non dissipa in modo significativo l'energia termica immessa (Snjders, 2005). Nel 2005 gli impianti attivi erano 400 (Snjders, 2005), nel 2009 circa 1.000 (Godschalk e Bakema, 2009) e gli addetti ai lavori auspicano che tale numero continui ad aumentare anche in altri paesi europei per raggiungere gli obiettivi definiti dal protocollo di Kyoto.

4. Esempi di applicazione

Come riportato nei paragrafi precedenti, i paesi che hanno sperimentato ed applicato maggiormente questo tipo di sistemi sono la Svezia, il Canada, l'Olanda e la Germania. In questo paragrafo si vuole riportare un esempio applicativo per ognuno di questi paesi, senza dimenticare tuttavia l'elevato numero di impianti che sono stati costruiti negli ultimi 20-30 anni (per una trattazione più dettagliata si rimanda pertanto a Cabeza (2015); Giordano (2015); Lundh e Dalenbäck (2008); Pinel et al. (2011); Schmidt et al. (2004); Xu et al. (2014)). In aggiunta si riporta l'esempio di un primo impianto sperimentale in Italia.

4.1 CTES a supporto della rete di teleriscaldamento di Uppsala (Svezia)

Nel 1983 fu costruito un sistema di accumulo termico integrato nella rete di teleriscaldamento di Uppsala (tuttora in funzione). Consiste in un doppio circuito di stoccaggio (a breve e lungo termine) di energia prodotta parzialmente da collettori solari. Il volume della caverna è pari a circa 115.000 m³ e le temperature di lavoro sono comprese tra 60 e 90°C, con una quantità di energia accumulata pari a 5,5 GWh (Nordell, 2007).

4.2 BTES a supporto di un'area residenziale a Okotoks (Canada)

L'impianto della "Drake Landing Solar Community" fu completato nel 2007 per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento di 52 villette monofamiliari (www.dlsc.ca). Ogni unità abitativa possiede i propri pannelli solari (per un totale di 2.300 m² di superficie lorda) che provvedono alla produzione di ACS. Il surplus viene mandato nella rete di distribuzione che porta ad un serbatoio di stoccaggio intermedio a breve termine di circa 240 m³. Questo *buffer storage* ha il compito di mandare il fluido termovettore al volume di stoccaggio principale ad una temperatura costante (60-70°C circa). Tale volume consiste in 34.000 m³ di sottosuolo perforato da 144 sonde geotermiche fino ad una profondità di 35 m. Il sistema di produzione, accumulo e distribuzione dell'energia termica è in grado di funzionare sfruttando per il 90% energia solare e per il restante 10% boiler a metano che integrano la produzione nei mesi più rigidi (la *T* esterna scende anche a -30°C a Gennaio). Le *T* del volume di accumulo variano tra 52°C delle porzioni laterali e i 72°C del nucleo caldo alla fine dell'estate, e tra i 30°C e 40°C rispettivamente alla fine dell'inverno.

4.3 ATES a supporto dell'Università di Eindhoven (Olanda)

Un sistema di stoccaggio termico a ciclo aperto fu terminato nel 2012 per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento del 70% degli edifici facenti parte dell'Università (www.tue.nl). L'impianto è composto da 6 serie di pozzi (tre per il caldo e tre per il freddo), per un totale di 32 perforazioni che verranno ampliate a 48 entro il 2020, che intercettano il medesimo acquifero e portano la *T* indisturbata del sottosuolo (11-12°C) a 8°C e 15°C rispettivamente nelle zone di accumulo fredda

e calda. Le portate attuali ammontano a 2.000 m³/h con una potenza di raffrescamento pari a 25 MW. Secondo i progettisti, tale impianto permette di risparmiare annualmente circa 3 milioni di kWh di energia elettrica e 600.000 m³ di gas naturale; con l'ampliamento in progetto, si prevede di arrivare a ridurre l'utilizzo di elettricità di 4 milioni di kWh e l'uso di gas di 1 milione di m³ (Cabeza, 2015). Diversamente dagli altri descritti, questo impianto non utilizza energia solare, ma fa uso di pompe di calore per aumentare e diminuire la *T* dell'acqua estratta a seconda del fabbisogno da soddisfare e reinietta il surplus (di caldo o di freddo) all'interno dell'acquifero per utilizzarlo nella stagione successiva.

4.4 TTES a supporto di edifici residenziali a Friedrichshafen (Germania)

Uno dei primi sistemi di stoccaggio di energia solare termica realizzati in Germania fu quello di Friedrichshafen nel 1996 (Lundh e Dalenbäck, 2008). L'impianto fornisce energia termica ad un'area residenziale costituita da un totale di 570 unità abitative multifamiliari. L'area dei collettori solari ammonta a 5.600 m², per un totale di potenza installata pari a 3,9 MW. La parte di accumulo stagionale consiste in un serbatoio di acqua interrato con pareti in cemento rinforzato e volume di 12.000 m³. L'interno delle pareti è rivestito di acciaio per ridurre le perdite di calore causate dalla diffusione di vapore lungo i fianchi e per evitare che l'isolante esterno (lana minerale) venga attaccato dall'umidità. La massima temperatura di progetto del serbatoio è 95°C, ma a causa delle perdite termiche (più significative rispetto a quanto atteso) l'acqua rimane operativamente a valori massimi di 80-85°C con differenze di *T* interne pari a 20-30°C (per la stratificazione descritta nei paragrafi precedenti). Le temperature del terreno attorno al serbatoio (partite da valori iniziali di 12-15°C) si attestavano a 30°C (di lato) e 40°C (sotto) a 8 anni dall'avvio dell'impianto, dopo aver raggiunto uno stato di equilibrio a 2-3 anni dall'avvio dell'impianto. Il ΔT di lavoro è di 45°C contro i 65°C di progetto a causa di elevate temperature di ritorno del sistema (dovute a difetti nella distribuzione all'interno degli edifici), il che causa una ridotta capacità termica utilizzabile. Sarebbero necessari interventi migliorativi per aumentare la capacità di stoccaggio del sistema e quindi l'energia termica fornita.

4.5 Sito sperimentale BTES a Grugliasco (TO)

Dopo un primo prototipo di TTES costruito presso l'Università della Calabria (Cosenza) alla fine degli anni '90 (Oliveti et al., 1998), poco fu fatto in Italia in quest'ambito. Un piccolo impianto BTES è stato costruito a Grugliasco per valutare l'abilità di sedimenti alluvionali insaturi ad accumulare l'energia termica prodotta da pannelli solari (Giordano et al., 2016). Il sistema è composto da 2 pannelli solari termici (area collettori lorda 5 m²) collegati direttamente a 4 sonde geotermiche (prof. 27 m) impostate in depositi alluvionali ghiaioso-sabbiosi insaturi (**Figura 9**). Nel primo anno di funzionamento (Aprile-Ottobre 2014), l'impianto ha prodotto e trasferito al terreno circa 9 GJ di energia termica, aumentando la temperatura del sottosuolo di circa 2°C fino a 2 m dal centro del campo sonde. Contestualmente è stata analizzata la potenzialità delle indagini geofisiche di tipo elettrico per il monitoraggio della propagazione del calore, sfruttando la relazione esistente tra resistività elettrica e termica (Giordano, 2015; Arato et al., 2015).

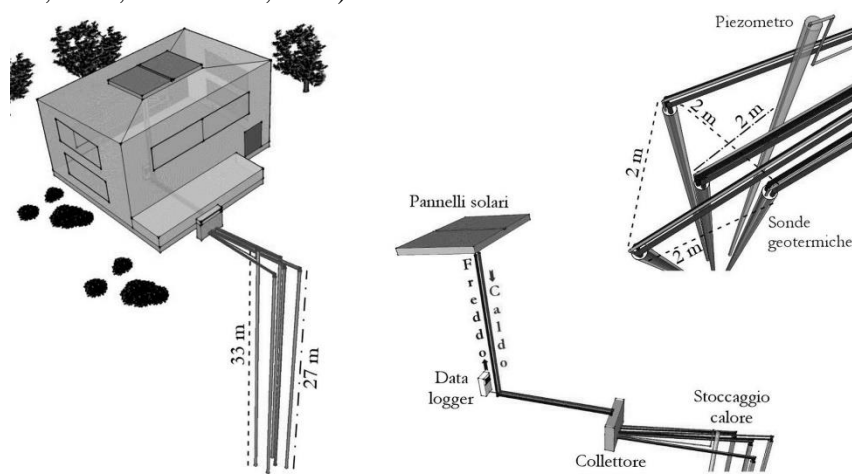


Figura 9 – Schema dell'impianto BTES di Grugliasco (TO).

Figure 9 – Diagram of the Grugliasco BTES.

Tale impianto, ispirato al concetto dei *living lab*, vuole essere un laboratorio a scala reale per lo studio dell'interazione opera-terreno e per la valutazione di tecniche indirette di monitoraggio dell'estensione del pennacchio termico indotto. Un sito web (www.gtes.unito.it) è stato organizzato in modo da spiegare le caratteristiche principali dell'impianto e delle attività che si eseguono nell'ambito della ricerca. Il sito permette a qualunque utente esterno di visualizzare la situazione in tempo reale con valori di temperatura nel terreno e lungo il circuito, portate idrauliche, potenza istantanea ed energia prodotta o consumata progressivamente.

5. Conclusioni

L'accumulo di energia è un concetto su cui si dibatte da quando si iniziò a parlare di FER. Tali fonti di energia sono spesso discontinue e non programmabili. Come esistono le batterie per accumulare energia elettrica, si ha la possibilità di utilizzare specifici materiali per incamerare l'energia termica. Diversi metodi sono stati analizzati e sono tuttora in fase di studio per cercare di ridurre lo sbilanciamento tra disponibilità e domanda di energia.

Tra i metodi più avanzati, con alle spalle numerosi progetti dimostrativi e operativi in modo soddisfacente, ci sono quelli che sfruttano il calore sensibile ed utilizzano l'acqua e il sottosuolo come materiali di stoccaggio. In questo articolo si è voluto fare una panoramica dei sistemi maggiormente utilizzati, con un focus sugli impianti ad acqua di falda (circuito aperto) e a sonde geotermiche (circuito chiuso). A parer di chi scrive, tali impianti (con limitazioni tecniche da valutare nel caso di impianti a circuito aperto) potrebbero essere applicati efficacemente sia ad utenze residenziali o commerciali per la climatizzazione, sia a piccole-medie aziende nell'ambito del ciclo produttivo (produzione e trasformazione di beni agro-alimentari e florovivaistici).

Si auspica pertanto che l'efficacia degli impianti di stoccaggio termico (comprovata da numerosi e diversificati impianti in nord-America e nord-Europa) possa finalmente essere sperimentata anche in Italia, dove troppo spesso i buchi normativi (non esiste ad oggi in Italia una legge specifica per impianti a sonde geotermiche) costituiscono ostacolo importante per lo sviluppo e la diffusione di pratiche innovative.

6. Ringraziamenti

Desidero esprimere i miei più sentiti ringraziamenti ai Prof. Cesare Comina e Prof. Giuseppe Mandrone del Dipartimento di Scienze della Terra dell'Università di Torino, grazie ai quali ho svolto il percorso di dottorato di ricerca presso lo stesso dipartimento. Grazie a loro ho avuto modo di specializzarmi nel campo dell'accumulo termico nel sottosuolo, con l'indubbio vantaggio di poter vedere in funzione un impianto in scala reale come quello di Grugliasco.

Vorrei altresì ringraziare la Dr.ssa Chiara Colombero per la cura della traduzione francese del riassunto.

BIBLIOGRAFIA

- Arato, A., Boaga, J., Comina, C., De Seta, M., Di Sipio, E., Galgaro, A., Giordano, N., Mandrone, G., 2015. *Geophysical monitoring for shallow geothermal applications – two Italian case histories*. First Break - Near Surface Geoscience, 33(8): 75-79.
- Banks, D., 2009. *Thermogeological assessment of open-loop well-doublet schemes: a review and synthesis of analytical approaches*. Hydrogeology Journal, 17: 1149-1155.
- Buonassorte, G., Cataldi, R., Franci, T., Grassi, W., Manzella, A., Meccheri, M., Passaleva, G., 2011. *Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030 - Per un nuovo manifesto della geotermia italiana*. Unione Geotermica Italiana, 108 pp.
- Cabeza, L.F., 2015. *Advances in thermal energy storage systems – methods and applications*. Woodhead Publishing Series in Energy, Cambridge, UK, 592 pp.
- Casasso, A., Sethi, R., 2013. *Tecnologia e potenzialità dei sistemi geotermici a bassa entalpia*. Geoingegneria Ambientale e Mineraria, 138(1): 13-22.
- Chung, J.D., Cho, S.H., Choon, S.T., Yoo, H., 2008. *The effect of diffuser configuration on thermal stratification in a rectangular storage tank*. Renewable Energy, 33(10): 2236-2245.
- Fisch, M.N., Guigas, M., Dalenbäck, J.O., 1998. *A review of large-scale solar heating systems in Europe*. Solar Energy 63(6): 355-366.
- Frattini, D., Colangelo, F., De Pertis, M., De Rosa, F.M., Ferone, C., Roviello, G., Cioffi, R., 2014. *Materiali da costruzione innovativi per accumulo di energia termica*. La Termotecnica – Energia & Edifici, Dicembre: 53-56.
- Gil, A., Medrano, M., Martorell, I., Lázaro, A., Dolado, P., Zalba, B., Cabeza, L.F., 2010. *State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 – Concepts, materials and modellization*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14: 31-55.
- Gin, B., Farid, H.M., Bansal, P.K., 2010. *Effect of door opening and defrost cycle on a freezer with phase change panels*. Energy Conversion and Management, 51:2698-2706.
- Ginori Conti, G., 1936. *Utilizzazione dei soffioni boraciferi. Storia, sviluppi, possibilità future*. Firenze, Tip. G. Cencetti, 60 pp.
- Giordano N., 2015. *Ground thermal energy storage: analogical and numerical modeling coupled with geophysical monitoring from laboratory to field scale*. Tesi di Dottorato, DOI: 10.13140/2.1.3671.5843, 236 pp.
- Giordano, N., Comina, C., Mandrone, G., Cagni, A., 2016. *Borehole thermal energy storage (BTES). First results from the injection phase of a living lab built up in unsaturated alluvial deposits (Torino, IT)*. Renewable Energy, 86: 993-1008, DOI: 10.1016/j.renene.2015.08.052).
- Hadorn, J.C., 2008. *Advanced storage concepts for active solar energy—IEA SHC Task 32*. In: Eurosun—1st International Conference on Solar Heating Cooling and Buildings.
- Kamal, W.A., 1991. *Solar pond literature analysis*. Energy Conversion and Management, 32(3): 207-215.
- Lundh, M., Dalenbäck, J.O., 2008. *Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock: initial evaluation*. Renewable Energy, 33: 703-711.
- N'Tsoukpoe, K.E., Liu, H., Le Pierrès, N., Luo, L., 2009. *Review on long-term sorption solar energy storage*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13, 2385-2396.
- Nordell, B., Grein, M., Kharseh, M., 2007. *Large-scale utilization of renewable energy requires energy storage*. International Conference for Renewable Energies and Sustainable Development, May 21-24, Abou Bakr, Algeria.
- Nordell, B., 2012. *Underground thermal energy storage (UTES)*. 12th International Conference on Energy Storage (InnoStock), May 16-18, Lleida, Spain.
- Oliveti, G., Arcuri, N., Ruffolo, S., 1998. *First experimental results from a prototype plant for the interseasonal storage of solar energy for the winter heating of buildings*. Solar Energy 62: 281–290.
- Phillips, W.F., 1981. *Effects of stratification on the performance of solar air heating systems*. Solar Energy, 26: 175-180.

494 Pinel, P., Cruickshank, C.A., Beausoleil-Morrison, I., Wills, A., 2011. *A review of available methods for seasonal*
495 *storage of solar thermal energy in residential applications*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15: 3341-
496 3359.

497 Pomianowski, M., Heiselberg, P., Zhang, Y., 2013. *Review of thermal energy storage technologies based on PCM*
498 *application in buildings*. Energy and Buildings, 67: 56-59.

499 Schmidt, T., Mangold, D., Müller-Steinhagen, H., 2004. *Central solar heating plants with seasonal storage in*
500 *Germany*. Solar Energy 76: 165–174.

501 Ucar, A., Inalli, M., 2008. *Thermal and economic comparisons of solar heating systems with seasonal storage*
502 *used in building heating*. Renewable Energy, 33: 2532-2539.

503 Xu, J., Wang, R.Z., Li, Y., 2014. *A review of available technologies for seasonal thermal energy storage*. Solar
504 Energy, 103: 610-638.

505 Zhao, D.L., Li, Y., Dai, Y.J., Wang, R.Z., 2011. *Optimal study of a solar air heating system with pebble bed energy*
506 *storage*. Energy Conversion and Management, 52: 2392-2400.

507 **SITI WEB**

508 Cabeza, L.F., 2013. *Final report Annex 25: surplus heat management using advanced TES for CO₂ mitigation*.
509 ECES IA-IEA - <http://www.iea-eces.org/annexes/completed-annexes.html> ultimo accesso eseguito il 20 settembre
510 2015.

511 Dalenbäck, J.O., 2012 - <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> ultimo accesso eseguito
512 il 15 ottobre 2015

513 DLSC - Drake Landing Solar Community, *Borehole thermal energy storage (BTES)*. <http://dlsc.ca> ultimo accesso
514 eseguito il 15 giugno 2015.

515 Gestore Mercati Energetici - www.mercatoelettrico.org/it ultimo accesso eseguito il 15 giugno 2015

516 Godschalk e Bakema, 2009. *20.000 Ates systems in the Netherlands in 2020*.
517 <http://www.iftec.es/publicaciones.cgi>, ultimo accesso eseguito il 20 settembre 2015.

518 GTES Grugliasco Living Lab - www.gtes.unito.it ultimo accesso eseguito il 15 giugno 2015.

519 Rapporto Eurostat, 2014 – *Energy, transport and environment indicators*. ISSN 2363-2372,
520 [http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3930297/6613266/KS-DK-14-001-EN-N.pdf/4ec0677e-8fec-4dac-a058-](http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3930297/6613266/KS-DK-14-001-EN-N.pdf/4ec0677e-8fec-4dac-a058-5f2ebd0085e4)
521 [5f2ebd0085e4](http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3930297/6613266/KS-DK-14-001-EN-N.pdf/4ec0677e-8fec-4dac-a058-5f2ebd0085e4), ultimo accesso eseguito il 25 febbraio 2015.

522 Snijders, A.L., 2005. *Aquifer thermal energy storage in the Netherlands – Status beginning of 2005*,
523 <http://www.iftechinternational.com/nl/publicaties.cgi>, ultimo accesso eseguito il 20 settembre 2015.

524 Università di Eindhoven (NL) - www.tue.nl ultimo accesso eseguito il 15 giugno 2015.